

газоанализатора КМ0305М1 будут напрямую обрабатываться устройством контроля и управления.

Так, в работе рассматривается вариант построения системы измерения параметров внутри спускаемого аппарата с использованием готовых модулей. Их использование позволяет упростить разработку и реализацию устройства.

Список использованных источников

1. Попов Е.И. Спускаемые аппараты [Текст] / Е.И. Попов // М.: Знание. – 1985. – 64 с.
2. Набиев, Ш.Ш. Мониторинг химического состава воздуха при длительных и межпланетных космических полетах: проблемы, подходы, решения [Текст] / Ш. Ш. Набиев, Г. Ю. Григорьев, А. С. Лагутин и др. // Химическая физика. – 2019. – Т.38, №7. – С. 49-78.

Кирюшкина Анастасия Сергеевна, студент гр. 3231-110403D, kiryushkina.as@sau.ru.

УДК 621.642.6

ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА УЧЁТА НЕФТЕПРОДУКТОВ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА ГИДРОСТАТИЧЕСКИМ СПОСОБОМ

Д.А. Репин

Филиал НИЦ Телеком в г. Самаре, г. Самара

Ключевые слова: гидростатика, резервуарный парк, математическое моделирование

В настоящем исследовании для создания новой системы учета нефтепродуктов в резервуарном парке был применен гидростатический метод в силу надежности, простоты, экономичности и эффективности. Данный метод позволяет посчитать количество нефтепродуктов в резервуаре и путём интегрирования информационно-измерительных систем можно посчитать расход.

В настоящее время используются системы учёта (объемный, массовый, ультразвуковой), основанные на показаниях одного датчика, установленном на дне резервуара [1], при одноточечном измерении, что влечет за собой недостаточную точность из-за невозможности определения массы жидкостей различной плотности, которые могут находиться в резервуаре. Один датчик не позволяет определить количество фракций в резервуаре, учесть разную плотность и изменение состава жидкости. Решить данную проблему возможно при использовании многоточечной системы, основанной на принципе гидростатики.

Принцип работы гидростатической системы заключается в следующем:

в резервуаре устанавливаются специальные уровнемеры, измеряющие уровень нефтепродуктов внутри резервуара: поплавковые уровнемеры, гидростатические датчики уровня или электрокапиллярные уровнемеры. По мере заполнения резервуара нефтепродуктами уровнемеры регистрируют изменение гидростатического давления, создаваемого столбом жидкости. Гидростатическое давление, возникающее в резервуаре, измеряется с помощью датчиков давления, которые установлены на соответствующих местах системы. Датчики давления преобразуют давление в электрический сигнал, который затем подаётся на систему считывания и обработки данных. Полученные сигналы от датчиков давления обрабатываются в системе учёта нефтепродуктов. Данные о давлении соотносятся с известными характеристиками резервуара (геометрия, плотность нефтепродукта), что позволяет рассчитать объём и массу нефтепродуктов на основе измеренного давления.

Гидростатический метод обладает высокой точностью и относительной простотой в установке и эксплуатации, что позволяет сделать его применение широкоиспользуемым в индустрии нефтяной и газовой промышленности.

Для вычисления плотности жидкости и определения границы раздела сред для точного учёта нефтепродуктов в резервуаре была предложена и построена модель изменения плотности и давления путём добавления или удаления определённого объёма нефтепродуктов или изменения параметров внешних воздействий, таких как температура или давление (рис. 1). Вариации объема резервуара заданы изначально в тарифовочных таблицах, как и высоты уровней нефти в хранилище.

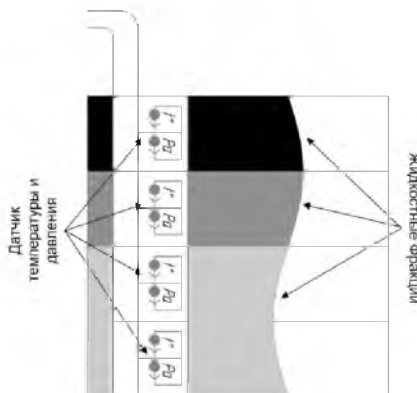


Рисунок 1 - Модель вычисления плотности жидкости и определения границы раздела сред

Результат числового моделирования многофазных систем показывает увеличение точности измерения расчёта объёма и массы и уменьшение

аддитивной погрешности. Параметры модели зависят от поправок температур, а также физико-химических свойств вещества [2].

Методическая погрешность системы связана с использованием определённых методов и формул для расчёта объёма и массы нефтепродуктов на основе измерений уровня и давления [3]. Причины возникновения основываются на несоответствии или неточности калибровочных коэффициентов в измерениях и расчётах. Для визуализации инструментальной погрешности была разработана метрологическая схема измерительного канала, представленная на рисунке 2.

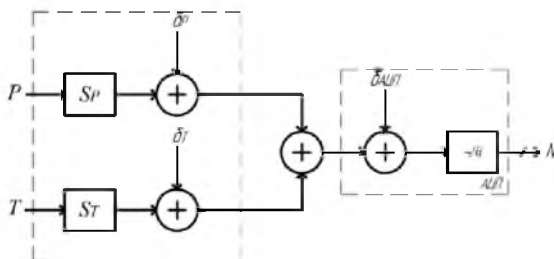


Рисунок 2 – Метрологическая схема измерительного канала

Расчётным путем получено значение данной погрешности равное 3,6%, что значительно меньше погрешности измерений по сравнению с существующими аналогами, представленными в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнения погрешности с аналогами систем

Система	Погрешность
KROHNE	~3,73%
Honeywell	~3,91%
Siemens	~4,23%
Разрабатываемая	~3,6%

Список использованных источников

1. Фазльяхматов, М.Г., Сабитов, Л.С., Лазарев, Д.К. и др. Методы и средства измерения количества нефти и газа: учебное пособие / М.Г. Фазльяхматов, Л.С. Сабитов, Д.К. Лазарев; Казанский университет – Казань, 2021.256с.
2. ГОСТ 8.587-2019 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений.
3. Дадаян, Ю.А., Храбров, И.Ю. Методическая погрешность измерения массы нефти и нефтепродуктов в резервуарах // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2018. № 6. С. 11-13.

Репин Дмитрий Алексеевич, магистр, инженер, repin.d@inbox.ru.